Initiative de collaboration régionale et d'infrastructure stratégique de l'électricité (RECSI)

RÉGION DE L'OUEST

Résumé À L'INTENTION DES RESPONSABLES DES POLITIQUES

RO-RRP

Also available in English under the title:
Regional Electricity Cooperation and Strategic Infrastructure (RECSI) Western Region – Summary for Policy makers.

N° de cat. M134-49/2018F-PDF
ISBN 978-0-660-27434-8

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada,
représentée par le ministre des Ressources naturelles, 2018

Table des matières

RO-RRP.1 Objectif et contexte 1

RO-RRP 1.1 Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques . . . 1

RO-RRP.1.2 Plan Investir dans le Canada 2

RO-RRP.1.3 Une perspective régionale pourrait permettre d'identifier des projets d'infrastructure prometteurs 3

RO-RRP.2 Contexte de l'électricité dans la région de l'Ouest 5

RO-RRP.2.1 Future demande en électricité 5

RO-RRP.2.2 Structures du marché de l'électricité dans la région de l'Ouest 6

RO-RRP.3 Les politiques fédérales modifieront les réseaux électriques régionaux 7

RO-RRP.3.1 Accélération de la mise au rancart de la production d'électricité au charbon 7

RO-RRP.3.2 Filet de sécurité fédéral pour la tarification du carbone 7

RO-RRP.3.3 Réglementation de la production d'électricité au gaz naturel 8

RO-RRP.3.4 Accords d'équivalence d'émissions avec les provinces 8

RO-RRP.4 Les politiques provinciales modifieront les réseaux électriques régionaux 9

RO-RRP.4.1 L'énergie propre et renouvelable de la Colombie-Britannique 9

RO-RRP.4.2 Le plan de leadership en climat de l'Alberta 9

RO-RPP.4.3 Stratégie de la Saskatchewan sur les changements climatiques 10

RO-RPP.4.4 Le Plan vert et climatique du Manitoba 10

RO-RRP.4.5 T.N.-O. Cadre stratégique sur les changements climatiques 10

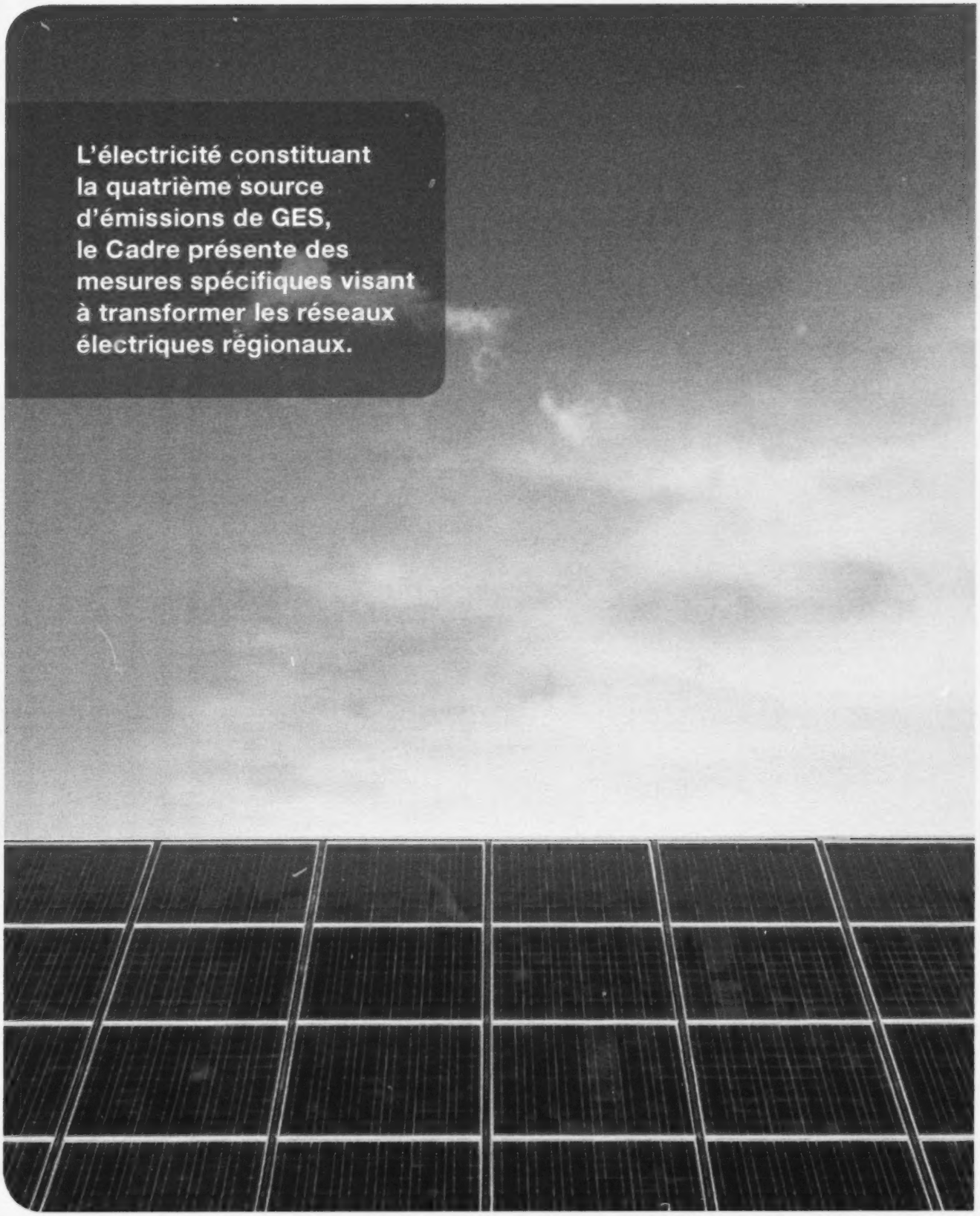
RO-RRP.5 Modélisation de projets potentiels pour les réseaux électriques régionaux . . . 11

RO-RRP.5.1 Statu quo 11

RO-RRP.5.2 Description de projets 11

RO-RRP.6 Principales conclusions 13

RO-RRP.7 Prochaines étapes 15


L'électricité constituant
la quatrième source
d'émissions de GES,
le Cadre présente des
mesures spécifiques visant
à transformer les réseaux
électriques régionaux.

RO-RRP.1 Objectif et contexte

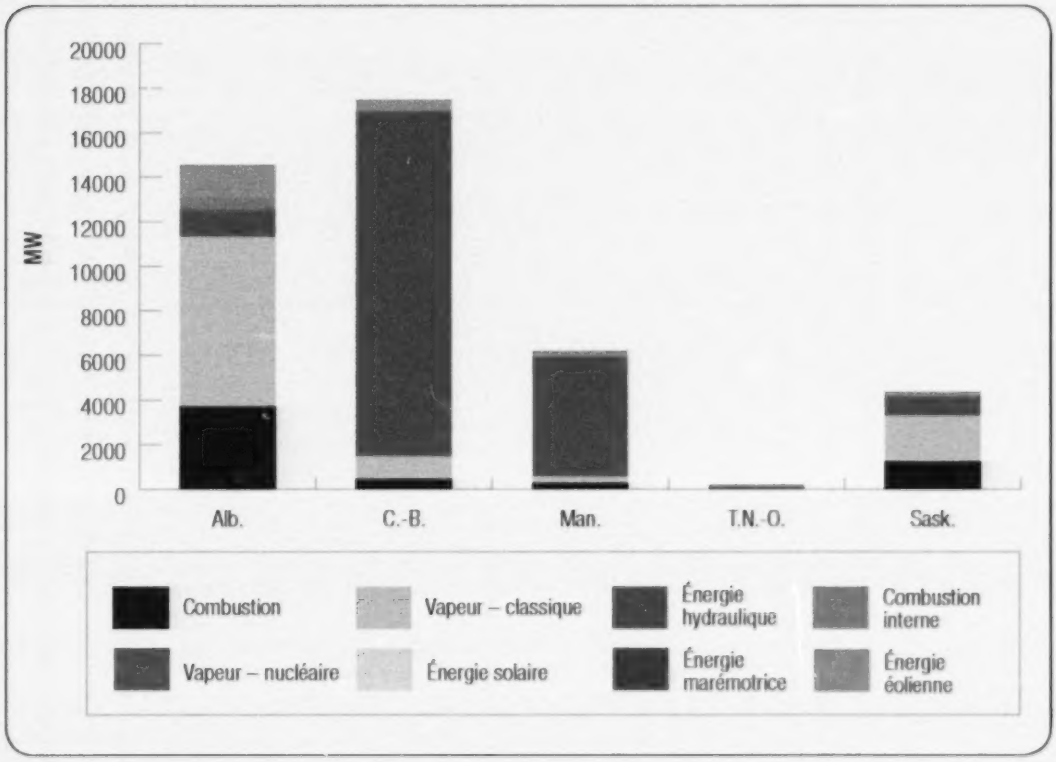
Le résumé à l'intention des responsables des politiques (RRP) du dialogue de l'Ouest sur l'Initiative de collaboration régionale et d'infrastructure stratégique de l'électricité (RECSI) présente un abrégé des conclusions d'une l'étude de simulation de modélisation économique. Ressources naturelles Canada (RNCan) a parrainé l'étude en collaboration avec les gouvernements des Territoires du Nord-Ouest (T.N.-O.), de la Colombie-Britannique (C.-B.), de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Manitoba. Les exploitants des réseaux électriques provinciaux respectifs, BC Hydro, Alberta Electric System Operator (AESO), SaskPower et Manitoba Hydro, ont fourni les connaissances, les données et l'expertise pertinentes pour la construction du modèle de simulation économique.

RO-RRP 1.1 Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques

Le Cadre pancanadien sur la croissance propre et les changements climatiques présente un plan collectif visant la croissance économique en même temps que la réduction des émissions et l'adaptation aux changements climatiques. Publié en décembre 2016, le Cadre est un plan d'action collaboratif dont le but est l'atteinte ou le dépassement de l'objectif 2030 du Canada, c'est-à-dire une réduction de 30 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) par rapport aux niveaux de 2005. L'atteinte ou le dépassement de l'objectif de réduction des émissions de GES exigera des changements sur le plan de la production et de la consommation de l'énergie, y compris de l'électricité.

Au Canada, la production d'électricité provient surtout de sources non émettrices. Environ 80 % de l'électricité est produite par des sources non émettrices, avec des variations régionales attribuables aux richesses naturelles provinciales (reportez-vous à la figure 1). L'électricité constituant la quatrième source d'émissions de GES, le Cadre présente des mesures spécifiques visant à transformer les réseaux électriques régionaux. Ces mesures comprennent notamment l'augmentation de la quantité d'électricité produite à partir de sources renouvelables et à faibles émissions, le transport de l'énergie propre aux endroits qui en ont besoin, la modernisation des réseaux électriques et la réduction de la dépendance au diesel, en collaboration avec les peuples autochtones et les communautés nordiques et éloignées.

Figure 1. Région de l'Ouest, capacité de production des centrales installées RECSI, par catégorie de turbine, 2016



Source : Statistique Canada, CANSIM tableau 127-0009, nombres ajustés aux mégawatts

Le transport de l'énergie propre aux endroits qui en ont besoin a exigé une perspective régionale de l'électricité. La production et le transport de l'électricité sont de juridiction provinciale. Pour déterminer le potentiel de la collaboration interprovinciale en matière d'électricité, le gouvernement fédéral a parrainé des dialogues régionaux dans le but d'identifier les projets prometteurs d'infrastructure électrique qui peuvent apporter l'énergie propre aux endroits qui en ont besoin.

RO-RRP.1.2 Plan Investir dans le Canada

Le gouvernement fédéral s'est engagé à investir dans l'infrastructure. Le gouvernement fédéral investit plus de 180 milliards de dollars, sur 12 ans, dans cinq volets d'infrastructure prioritaires : transport en commun, infrastructures vertes, infrastructures socials, commerce et transport, et collectivités rurales et nordiques. Le financement se fera dans le cadre de plusieurs programmes nationaux, d'ententes négociées avec les provinces et de la Banque de l'Infrastructure du Canada.

Le fonds du volet infrastructure vertes pourrait soutenir de nouveaux projets de production et de transport de l'électricité qui apportent l'énergie propre aux endroits qui en ont besoin. Au moyen d'ententes bilatérales intégrées, les provinces, les territoires et le gouvernement fédéral peuvent affecter des fonds du volet infratructures vertes pour soutenir la construction de lignes de transport d'électricité qui apporteront l'énergie propre à une province ou à un territoire voisin. Voici l'attribution des fonds du volet infrastructures vertes aux provinces : C.-B. – 1 120 M $[1]; Alberta – 1 000 M $[2]; Saskatchewan – 420 M $[3]; Manitoba – 450 M $[4]; et T.N.-O. – 210 M $[5].

La Banque de l'infrastructure du Canada cherche à mobiliser des capitaux privés pour soutenir les objectifs des politiques fédérales. Société d'État fédérale, elle bénéficiera du soutien du gouvernement fédéral pour attirer des investissements institutionnels et du secteur privé dans les nouveaux projets d'infrastructure générateurs de revenus qui sont d'intérêt public. En outre, le modèle d'affaire de la Banque, qui fonctionne comme une banque commerciale ou d'investissement, est de structurer le soutien financier approprié pour les projets avec ses partenaires.

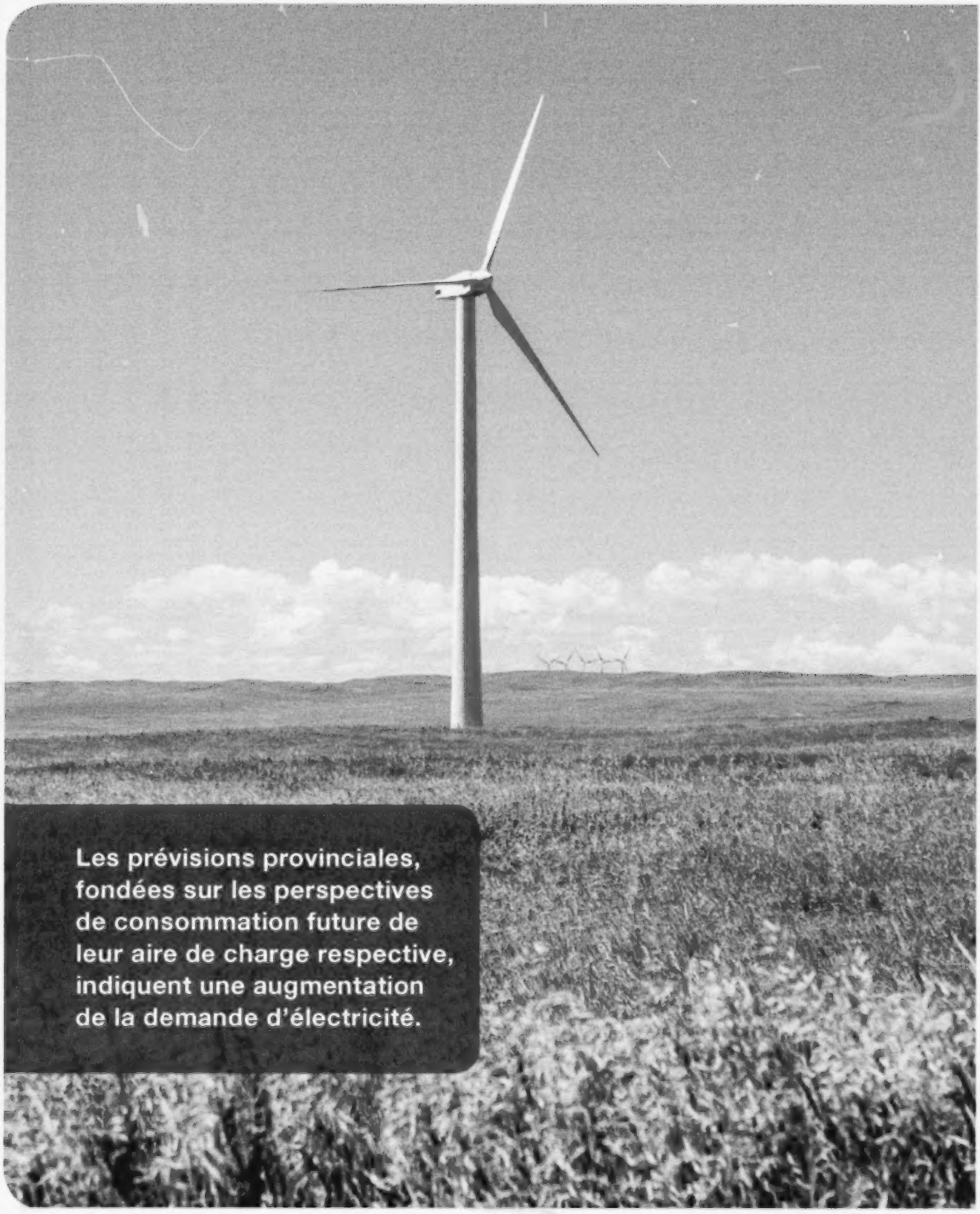
RO-RRP.1.3 Une perspective régionale pourrait permettre d'identifier des projets d'infrastructure prometteurs

L'Alberta et la Saskatchewan font appel à la production d'électricité au charbon et ont annoncé des plans de transition vers une plus grande utilisation d'énergies renouvelables[6,7]. La C.-B. et le Manitoba ont d'importantes ressources hydroélectriques qui pourraient aider l'Alberta et la Saskatchewan à réaliser cette transition et à remplacer les combustibles fossiles par l'électricité. Ces ressources hydroélectriques offrent de l'énergie, et pourraient également offrir des services de stockage d'énergie, lesquels faciliteraient l'intégration de différentes énergies renouvelables, comme l'énergie éolienne. Une stratégie de modélisation régionale a été nécessaire pour comprendre les avantages potentiels des nouvelles sources de production d'énergie renouvelable et du renforcement des connexions interprovinciales limitées actuelles en tant que stratégie de transition vers un avenir énergétique plus propre pour l'Ouest canadien.

Une étude régionale pourrait identifier les projets prometteurs d'infrastructure électrique dans l'Ouest canadien. Dans le cadre des dépenses de la phase I du volet infrastructures vertes, le gouvernement fédéral a affecté 2,5 millions de dollars pour stimuler la coopération régionale en matière d'électricité, par le financement d'études et de dialogues visant à identifier les projets prometteurs d'infrastructure susceptibles de créer d'importantes réductions des émissions de GES. Les gouvernements de la C.-B., de l'Alberta, de la Saskatchewan, du Manitoba et des T.N.-O., avec BC Hydro, AESO, SaskPower, et Manitoba Hydro, ont collaboré à l'élaboration d'un modèle de simulation de répartition économique régional. L'objectif était d'évaluer la rentabilité relative de différents projets de production et de transport de l'électricité visant à réduire les émissions de GES.

---

1 www.infrastructure.gc.ca/plan/letters-lettres/pt-bc-fra.html
2 www.infrastructure.gc.ca/plan/letters-lettres/pt-bc-fra.html
3 www.infrastructure.gc.ca/plan/letters-lettres/pt-sk1-fra.html
4 www.infrastructure.gc.ca/plan/letters-lettres/pt-mb-fra.html
5 www.infrastructure.gc.ca/plan/letters-lettres/pt-nt-fra.html
6 www.alberta.ca/climate-leadership-plan.aspx
7 www.saskpower.com/our-power-future/our-electricity/electrical-system/renewables-roadmap



Les prévisions provinciales, fondées sur les perspectives de consommation future de leur aire de charge respective, indiquent une augmentation de la demande d'électricité.

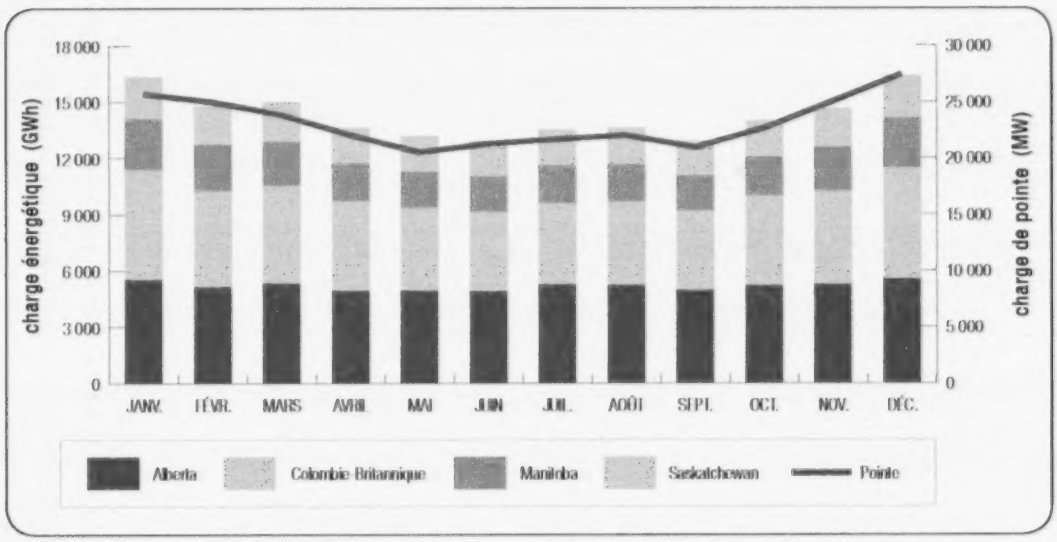
RO-RRP.2 Contexte de l'électricité dans la région de l'Ouest

En général, le commerce de l'électricité et les autres opérations de marché entre les provinces et territoires peuvent offrir des avantages financiers provenant d'un meilleur partage des ressources de production et peuvent améliorer la stabilité et la fiabilité de leurs réseaux respectifs. La récente entente de partage de la capacité saisonnière entre le Québec et l'Ontario en est un bon exemple.[8]

RO-RRP.2.1 Future demande en électricité

La demande d'électricité augmentera. Les prévisions provinciales, fondées sur les perspectives de consommation future de leur aire de charge respective, indiquent une augmentation de la demande d'électricité. Chaque province met régulièrement à jour sa demande d'électricité future pour assurer la disponibilité future des ressources de production.

Figure 2. Courbe de charge annuelle 2030



Source : Rapport technique GE - RECSI – Ouest

8 www.ieso.ca/sector-participants/ieso-news/2015/05/agreement-on-ontario-quebec-seasonal-capacity

RO-RRP.2.2 Structures du marché de l'électricité dans la région de l'Ouest

Les provinces de l'Ouest ont des structures de marché différentes. La C.-B., la Saskatchewan, le Manitoba et les T.N.-O. ont des services publics intégrés verticalement réglementés. L'Alberta, par l'entremise d'AESO, exploite un marché de l'électricité de gros « énergie seulement » et est en train de faire la transition vers la construction d'un marché de capacité. Les différents marchés utilisent différents outils pour influencer le type de production d'électricité qui alimente leur réseau électrique respectif. Les décisions d'investissement, dans les marchés de gros concurrentiels, sont surtout motivées par des considérations de profit. Par contre, les décisions prises dans les marchés réglementés ont tendance à être plus fortement influencées par les objectifs des politiques provinciales, et assujetties à la surveillance d'un organisme de réglementation d'intérêt public indépendant.

Pour respecter son engagement concernant la tarification des émissions de carbone à l'échelle du pays d'ici 2018, le gouvernement fédéral a publié un modèle pour s'assurer d'englober un vaste éventail d'émissions partout au pays d'ici 2018.

RO-RRP.3 Les politiques fédérales modifieront les réseaux électriques régionaux

La Loi canadienne sur la protection de l'environnement, 1999 *formule les devoirs du gouvernement fédéral en matière de protection de l'environnement contre les effets néfastes provenant des rejets de polluants comme la pollution atmosphérique sous forme d'émissions de GES.*[9]

RO-RRP.3.1 Accélération de la mise au rancart de la production d'électricité au charbon

Le règlement entourant la production d'électricité au charbon est en train de changer pour accélérer sa mise au rancart. Les modifications proposées sont appelées *Règlement modifiant le Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon.* Elles accéléreront la conformité des centrales au charbon à une norme de rendement de 420 tonnes de dioxyde de carbone par gigawatt-heure (CO_2/GWh) d'ici 2030. Une ébauche de règlement a été publiée en 2018 dans le but de recueillir les commentaires du public; le règlement final devrait être publié à la fin de 2018.

Ce nouveau règlement accélérera le changement permanent vers des types de production à faibles émissions ou sans émissions, comme le gaz naturel à haut rendement et l'énergie renouvelable. Dans certains cas, comme en Alberta et au Manitoba, les gouvernements provinciaux ont déjà fait part de leur intention de mettre au rancart leurs centrales au charbon conventionnelles.

RO-RRP.3.2 Filet de sécurité fédéral pour la tarification du carbone

Le gouvernement fédéral s'assurera de la conformité des provinces l'institution d'un prix au carbone. Pour respecter son engagement concernant la tarification des émissions de carbone à l'échelle du pays d'ici 2018, le gouvernement fédéral a publié un modèle pour s'assurer d'englober un vaste éventail d'émissions partout au pays d'ici 2018. Le modèle offre aux provinces et aux territoires la souplesse nécessaire pour mettre en œuvre leurs propres systèmes de tarification du carbone si ce n'est déjà fait. Pour assurer la conformité, le gouvernement fédéral s'est engagé à mettre en place un filet de sécurité fédéral pour soutenir les efforts provinciaux dans la mise en œuvre de mesures de tarification des émissions de carbone.

9 http://laws-lois.justice.gc.ca/eng/acts/c-15.31/

RO-RRP.3.3 Réglementation de la production d'électricité au gaz naturel

Le gouvernement fédéral est en train de mettre au point un règlement visant à limiter les émissions de CO_2 provenant des centrales aux gaz naturel, nouvelles et modifiées. Le règlement proposé cherche à limiter les émissions de CO_2 provenant des centrales électriques au gaz naturel nouvelles et modifiées en profondeur au Canada. Environnement et Changement climatique Canada (ECCC) a publié les exigences en matière de rendement qui varient selon le type de technologie et la taille[10]. Une ébauche de règlement a été publiée en 2018 dans le but de recueillir les commentaires du public; le règlement final devrait être publié avant la fin de 2018.

RO-RRP.3.4 Accords d'équivalence d'émissions avec les provinces

Le gouvernement fédéral pourrait négocier avec les provinces des accords d'équivalence d'émissions. En vertu de l'article 10 de la Loi canadienne sur la protection de l'environnement, 1999, le ministre fédéral peut conclure un accord d'équivalence avec les provinces et les territoires, pourvu que les règlements provinciaux ou territoriaux produisent des résultats équivalents ou meilleurs que le règlement fédéral. Ainsi, le *Décret déclarant que le Règlement sur la réduction des émissions de dioxyde de carbone — secteur de l'électricité thermique au charbon ne s'applique pas en Nouvelle-Écosse (DORS/2014-265)* constitue un exemple de méthode différente permettant d'atteindre des réductions de CO_2 équivalentes[11].

La Saskatchewan et ECCC ont conclu une entente de principe sur les équivalences concernant le règlement actuel sur la production d'électricité au charbon. L'entente permettrait de considérer le secteur de l'électricité dans son ensemble[12].

10 Pour connaître l'ensemble des critères et des exigences en matière de rendement, consultez l'avis complet dans la *Gazette du Canada* : Règlement limitant les émissions de dioxyde de carbone provenant de la production d'électricité thermique au gaz naturel.

11 **www.canada.ca/fr/environnement-changement-climatique/services/registre-environnemental-loi-canadienne-protection/accords/equivalence/canada-nouvelle-ecosse-emissions-gaz-effet-serre.html**

12 **www.ec.gc.ca/default.asp?lang=Fr&n=DF9C1A4C-1&offset=1&toc=show%23X-2017022815060985#X-2017030812051073**

RO-RRP.4 Les politiques provinciales modifieront les réseaux électriques régionaux

En vertu de l'article 92A de la Constitution canadienne, chaque province détient le pouvoir exclusif d'adopter des lois régissant la production d'énergie électrique.[13]

RO-RRP.4.1 L'énergie propre et renouvelable de la Colombie-Britannique

Le réseau électrique de la Colombie-Britannique est propre à plus de 98 %. Grâce à son électricité propre, BC Hydro est en mesure de soutenir la décarbonisation dans tous les secteurs et dans toutes les compétences, notamment l'électrification du gaz naturel en amont et du gaz naturel liquéfié (GNL), ce qui permettrait à la Colombie-Britannique d'être l'exportateur du GNL le plus propre au monde.

RO-RRP.4.2 Le plan de leadership en climat de l'Alberta

Le plan de leadership en climat de l'Alberta inclut notamment la fin de la pollution causée par l'électricité thermique au charbon, un engagement à développer plus d'énergie renouvelable et une tarification des émissions de GES. L'Alberta s'est engagée à mettre fin à la pollution provenant de l'électricité thermique au charbon d'ici la fin de 2030. La réduction de la pollution aidera la province à abaisser ses émissions de GES, et devrait en outre améliorer la qualité de l'air et diminuer l'incidence de certaines problèmes de santé. Pour remplacer la capacité de la production au charbon, l'Alberta s'est engagée à approvisionner 30 % de son électricité à partir de sources renouvelables comme l'énergie éolienne, hydroélectrique et solaire d'ici 2030.

Pour favoriser la réduction des émissions et la transition vers une économie à faibles émissions de carbone, l'Alberta a introduit une taxe sur le carbone applicable aux combustibles et a établi des références variant selon le secteur pour évaluer le rendement en matière d'émissions en vertu du règlement *Carbon Competitiveness Incentive Regulation*. Les revenus provenant de la taxe sur le carbone serviront à financer, entre autres, des initiatives comme les projets d'énergie renouvelable.

13 http://laws-lois.justice.gc.ca/eng/Const/page-4.html#h-19

RO-RPP.4.3 Stratégie de la Saskatchewan sur les changements climatiques

Dans sa stratégie sur les changements climatiques, la Saskatchewan s'engage notamment à gérer les émissions provenant de l'électricité et à atteindre l'objectif de 50 % de production d'énergie renouvelable d'ici 2030. La réglementation des émissions provenant de la production d'électricité, associée à l'engagement de fournir jusqu'à 50 % de la capacité à partir de sources renouvelables comme l'énergie solaire et éolienne, provoquera un changement important des modes de production d'électricité.

RO-RPP.4.4 Le Plan vert et climatique du Manitoba

Le Plan vert et climatique du Manitoba comprend des mesures d'efficacité énergétique et un prix du carbone. Le Manitoba s'est engagé à mettre en œuvre un prix du carbone susceptible d'augmenter le recours à son abondante offre d'hydroélectricité. Les mesures d'efficacité énergétique pourraient également entraîner un changement du flux d'énergie au sein du réseau électrique.

RO-RRP.4.5 T.N.-O. Cadre stratégique sur les changements climatiques

Le cadre stratégique sur les changements climatiques des T.N.-O. comprend l'engagement de réduire les émissions de GES d'ici 2030. Le cadre stratégique sur les changements climatiques et la stratégie énergétique 2030 définissent une trajectoire qui inclut la réduction de 25 % des émissions de GES provenant de la production au diesel et une augmentation à 40 % de l'utilisation de l'énergie renouvelable pour le chauffage d'ici 2030. Le projet hydroélectrique de Taltson va dans le sens de ces efforts.

RO-RRP.5 Modélisation de projets potentiels pour les réseaux électriques régionaux

Une simulation économique du réseau électrique peut servir à identifier les façons les plus rentables de gérer une modification apportée au réseau. Une analyse comparative, souvent entre des scénarios futurs possibles et un scénario de référence (habituellement décrit comme scénario du statu quo), fait une estimation des coûts et avantages de la nouvelle infrastructure comme les nouvelles lignes de transport et/ou les nouvelles sources de production.

RO-RRP.5.1 Statu quo

Le scénario de référence du statu quo s'est fondé sur les derniers documents de planification de chaque exploitant de réseau respectif.

Chaque exploitant de réseau ou de service public a utilisé son plus récent document de planification à long terme comme base pour le scénario du statu quo.

RO-RRP.5.2 Description de projets

Les provinces et territoires respectifs ont évalué différents projets de production et de transport de l'électricité possibles qui ont ensuite été comparés au scénario de référence du statu quo afin de déterminer les répercussions du changement. Chaque projet a été modélisé séparément par rapport au scénario de référence de façon que les répercussions de chaque projet puissent être identifiées. Voici les projets qui ont été évalués :

Projet A – Deux options pour une nouvelle interconnexion entre la Colombie-Britannique et l'Alberta. Deux options d'emplacement ont été évaluées : un tracé nord et un tracé sud.

Projet B – Trois options d'une nouvelle interconnexion entre le Manitoba et la Saskatchewan ont été évaluées : une ligne de 500 kilovolts (kV) et deux options d'une ligne de 230 kV.

Projet C – Des lignes de transport ont été ajoutées séparément pour favoriser davantage les énergies renouvelables tant en Alberta qu'en Saskatchewan. Ces projets de transport étaient internes dans les deux provinces.

Projet D – Différentes ressources hydroélectriques et les lignes de transport qui leur sont associées ont été ajoutées en Alberta et en Saskatchewan.

Projet E – Des centrales au charbon en Alberta et en Saskatchewan ont été converties soit en centrales au gaz naturel à cycle combiné ou en installations de capture et stockage de CO_2 en 2030.

Projet F – Des installations de stockage en vrac en Alberta et en Saskatchewan ont été ajoutées, soit de stockage d'énergie à air comprimé, soit de batteries à grande échelle.

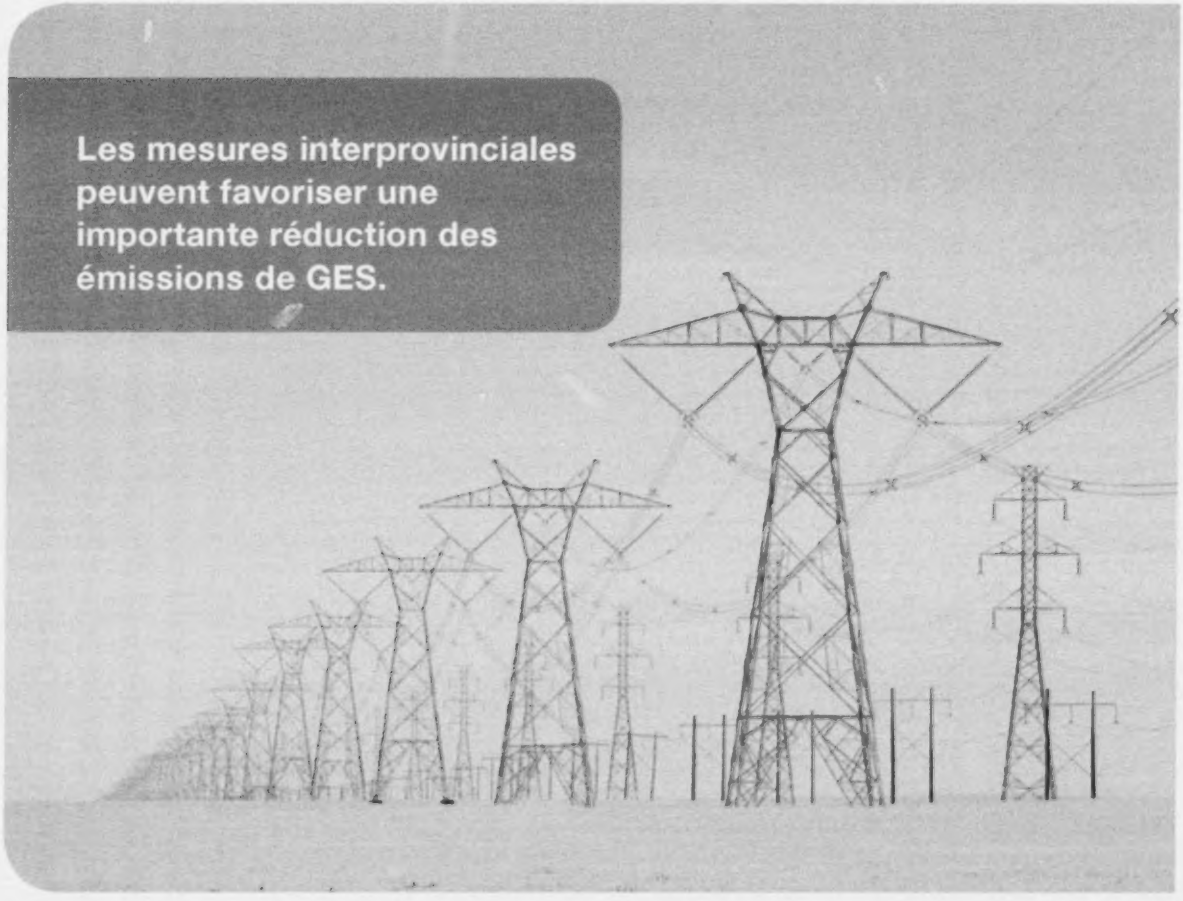
Projet G – Des sources de production et de transport d'énergie éolienne ont été ajoutées pour soutenir le secteur du traitement du gaz naturel en amont et le secteur du GNL en aval en Colombie-Britannique.

Projet H – Projet hydroélectrique avec lignes de transport dans les T.N.-O.

Projet I – Nouvelle ligne à courant continu entre l'Alberta et la Saskatchewan.

Projet J – Rétablissement à sa pleine capacité de l'interconnexion existante entre l'Alberta et la Colombie-Britannique.

Projet K – Combinaison des projets A et C.



RO-RRP.6 Principales conclusions

Il existe plusieurs projets de transport dans l'Ouest canadien qui peuvent permettre à la fois de réduire les émissions de GES et de réaliser des économies globales au niveau de la production d'électricité. Ces projets gagnants-gagnants incluent le projet J et plusieurs options des projets B et G (reportez-vous au tableau 1). Ils réduisent concrètement les émissions de CO_2 tout en permettant aux services publics de réaliser des économies.

Les mesures interprovinciales peuvent favoriser une importante réduction des émissions de GES. Les projets de transport interprovinciaux examinés pourraient permettre une réduction des émissions de GES de l'ordre de 0,5 mégatonne (Mt) à 1,2 Mt par année.

L'électrification de la production au GNL et au gaz naturel en amont représente une option particulièrement attrayante. L'étude démontre que l'électrification de ces projets pourrait réduire de façon importante les émissions de GES.

L'Alberta et la Saskatchewan ont différentes options pour réduire les émissions de GES dans leur secteur de l'électricité respectif. Les résultats de la modélisation indiquent qu'un certain nombre de types de projet sont prometteurs pour réduire les émissions de GES dans le secteur de l'électricité, comme le montre le tableau 1.

Tableau 1. Réduction des émissions de GES et coûts des projets RECSI

Projet ou option	Variation du coût annuel net (en millions de dollars)	Variation des émissions de carbone (en millions de tonnes)	Variation du coût annuel net par unité de variation des émissions de carbone ($/tonne)
A1 : Interconnexion nord C.B.-Alb.	72,36	-1,12	-64,61
A2 : Interconnexion sud C.-B.-Alb.	49,97	-0,86	-58,11
B1 : Nouvelle interconnexion Man.-Sask.	87,19	-1,19	-73,27
B2A : Nouvelle interconnexion Man.-Sask.	-5,73	-0,45	12,73
B2B : Nouvelle interconnexion Man.-Sask.	-16,93	-0,41	41,29
C1 : Transport interne Alb.	146,42	-1,93	-75,87
C2 : Transport interne Sask.	14,47	0,00	0,00
D1 : Peace River Hydro	217,31	-0,61	-354,21
D2 : Tazi Twe Hydro	62,56	-0,16	-381,75
D3 : Brazeau Hydro	451,98	-1,76	-256,30
D4 : Tazi Twe Hydro	47,98	-0,37	-128,35
E1 : CC en Alb. en 2030	916,02	2,11	434,13
E2 : CSC en Sask. en 2030	663,34	-6,89	-96,28
E3 : CC en Sask. en 2030	321,01	-6,06	-52,97
F1 : SEAC en Alb.	332,10	-1,88	-176,65
F2 : Accumulateurs en Sask.	-12,05	0,21	-57,36
G1 : Électrification du gaz en C.-B.	-41,15	-2,59	15,89
G2 : Électrification du gaz en C.-B.	-43,26	-3,47	12,47
G3 : Électrification du GNL en C.-B.	-32,03	-2,12	15,11
G4 : Électrification du GNL en C.-B.	70,25	-5,19	-13,54
H : N.W.T. Hydro	58,89	-0,28	-207,73
I : Interconnexion entre l'Alb. et la Sask.	-13,36	0,40	-33,39
J : Rétablissement à sa pleine capacité de l'interconnexion existante C.-B.-Alb.	-37,14	-0,51	72,82
K1 : Projet combiné A nord et C	258,37	-2,71	-95,34
K2 : Projet combiné A sud et C	227,10	-2,50	-90,84

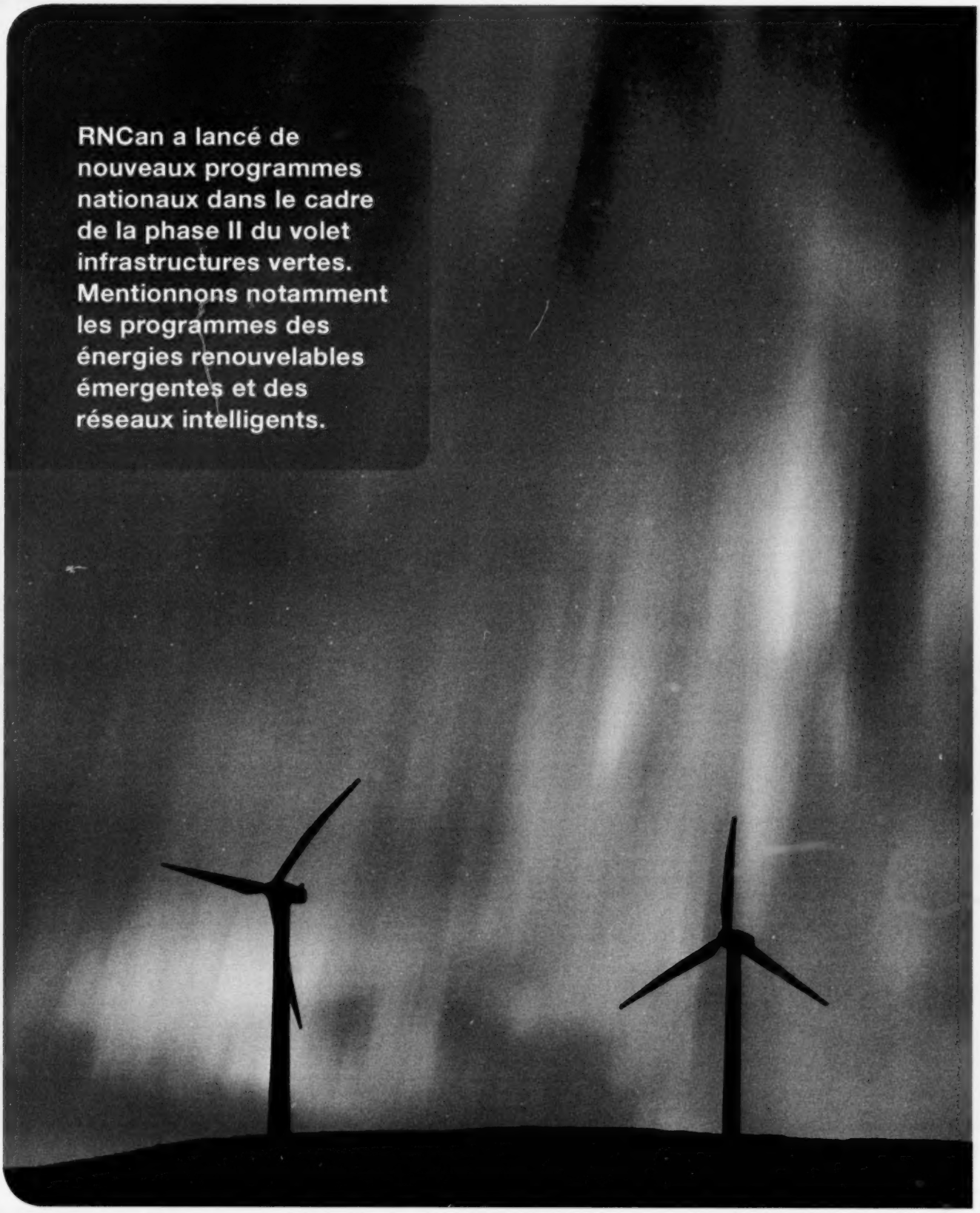
Vert :	Les émissions de carbone ont diminué et les coûts annuels ont baissé (gagnant-gagnant)
Bleu :	Les émissions de carbone ont diminué et les coûts annuels ont augmenté (gagnant-perdant)
Jaune :	Les émissions de carbone ont augmenté et les coûts annuels ont baissé (perdant-gagnant)
Rouge :	Les émissions de carbone ont augmenté et les coûts annuels ont augmenté (perdant-perdant)

Source : L'étude intitulée *Western Regional Electricity Cooperation and Strategic Infrastructure* [en anglais seulement] a été préparée par la société GE Energy Consulting.

RO-RRP.7 Prochaines étapes

Les projets offrant le potentiel le plus élevé peuvent être examinés plus en profondeur par les services publics ou les exploitants de réseau appropriés. RNCan peut collaborer avec les provinces intéressées à l'examen de tout projet à potentiel élevé. RNCan continuera, en collaboration avec SaskPower et Manitoba Hydro, à explorer plus en profondeur les avantages d'une capacité d'interconnexion accrue (projet B).

Les nouveaux programmes fédéraux peuvent accroître le déploiement des énergies renouvelables dans la région. RNCan a lancé de nouveaux programmes nationaux dans le cadre de la phase II du volet infrastructures vertes. Mentionnons notamment les programmes des énergies renouvelables émergentes et des réseaux intelligents. RNCan collaborera avec les provinces de l'Ouest à la mise en œuvre de projets dans le cadre de ces programmes.


RNCan a lancé de nouveaux programmes nationaux dans le cadre de la phase II du volet infrastructures vertes. Mentionnons notamment les programmes des énergies renouvelables émergentes et des réseaux intelligents.